

ОЦЕНКА ДОПУСТИМОЙ ПРОТЯЖЕННОСТИ СВОБОДНОГО ПРОЛЕТА ГАЗО – НЕФТЕПРОВОДА НА ОСНОВЕ АНАЛИЗА НАПРЯЖЕННО – ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ

В.А. Фисенко

Научный руководитель - доцент В.К. Никульчиков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Действующие нормы, которые бесосновательно ограничивают допустимую протяженность освобожденных по нижней образующей от грунта магистральных трубопроводов, требуют серьезных изменений, так как это сильно затрудняет применение поточного метода при капитальном ремонте газо- и нефтепроводов. Применение данных норм оказывает отрицательный эффект на производство работ и значительно понижает эффективность использования механизированных устройств, которые осуществляют очистку поверхности труб и нанесение нового изоляционного покрытия в разы быстрее, чем при ручном методе [1].

В данной работе произведены расчеты напряженно-деформированного состояния (НДС), освобождаемых от грунта участков газо- и нефтепроводов, с целью определить оптимально допустимое значение длины свободного пролета магистрального трубопровода.

Расчет допустимых продольных напряжений проводился для двух участков газо-нефтепроводов:

1) магистральный нефтепровод «Александровское – Анжеро-Судженск» участок 690–698 км со следующими технологическими параметрами: номинальный диаметр $D_n = 1220$ мм; категория участка – I; внутреннее давление $p = 4,9$ МПа; материал труб – сталь 17Г1С; толщина стенки труб 14 мм.

2) магистральный газопровод «Парабель – Кузбасс» участок 572–714 км со следующими технологическими параметрами: номинальный диаметр $D_n = 1020$ мм; категория участка – I; внутреннее давление $p = 5,4$ МПа; материал труб – сталь 17Г2СФ; толщина стенки труб 10,5 мм [2].

Расчеты допускаемого пролета между опорами, проверки на продольную устойчивость и прочность, а также проверка на недопустимые пластические деформации производились согласно формулам, представленными в сводных таблицах (табл.1 – 4).

Таблица 1

Сводная таблица формул, используемых для расчета допускаемого пролета между опорами

$l_{\text{доп}} = \sqrt{\frac{12 \left(R_2 - \frac{\sigma_{\text{кц}}}{2} \right)}{q_{\text{тп}}}}$	$q_{\text{тп}} = q_{\text{тр}} + q_{\text{пр}} + q_{\text{из}}$	$W = \frac{\pi(D_n^3 - D_{\text{вн}}^3)}{32}$	$\sigma_{\text{кц}} = \frac{npD_{\text{вн}}}{2\delta}$	$R_2 = \frac{mR_n^H}{k_2k_n}$
--	---	---	--	-------------------------------

Здесь $l_{\text{доп}}$ – величина допускаемого пролета между опорами, м; $q_{\text{тп}}$ – суммарный вес труб, продукта и изоляции, Н/м; W – осевой момент сопротивления поперечного сечения трубы, м³; $D_{\text{вн}}$ – внутренний диаметр трубопровода, м; $\sigma_{\text{кц}}$ – кольцевые напряжения, МПа; n – коэффициент надежности по нагрузке давлением; R_2 – расчетное сопротивление материала трубы, МПа; R_n^H – предел текучести, МПа; m – коэффициент условий работы трубопровода; k_n , k_2 – коэффициенты надежности, соответственно, по материалу и по ответственности трубопровода [4].

Длина допускаемого пролета между опорами принимает значение: для магистрального нефтепровода $l_{\text{доп}} = 30$ м; для магистрального газопровода $l_{\text{доп}} = 45,5$ м.

Для полученных длин свободных пролетов должно выполняться следующее условие на продольную устойчивость:

$$S \leq mN_{\text{кр}},$$

где S – сжимающее продольное усилие в трубопроводе, Н; $N_{\text{кр}}$ – критическая продольная сила, при которой наступает потеря продольной устойчивости трубопровода, Н.

Таблица 2

Сводная таблица формул, используемых для проверки на продольную устойчивость

$S = [(0,5 - \mu)\sigma_{\text{кц}} + \alpha E \Delta t]F$	$F = \frac{\pi(D_n^2 - D_{\text{вн}}^2)}{4}$	$N_{\text{кр}} = \frac{\pi^2 EJ}{l_2^0}$	$J = \frac{\pi(D_n^4 - D_{\text{вн}}^4)}{64}$
--	--	--	---

Здесь α – коэффициент линейного расширения стали; E – модуль Юнга, МПа; Δt – перепад температур, °С; J – осевой момент инерции поперечного сечения трубы, м⁴.

Условие на прочность:

$$|\sigma_{\text{пр},N}| \leq \psi_3 R_2,$$

где $\sigma_{\text{пр},N}$ – продольное осевое напряжение от расчетных нагрузок и воздействий, МПа; ψ_3 – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб.

Таблица 3

Сводная таблица формул, используемых для проверки на прочность

$\psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{\sigma_{\text{кц}}^H}{\frac{m}{0,9k_H}} \right)^2} - 0,5 \frac{\sigma_{\text{кц}}^H}{\frac{m}{0,9k_H} R_2^H}$	$\sigma_{\text{кц}}^H = \frac{pD_{\text{вн}}}{2\delta}$	$\sigma_{\text{пр.Н}} = -\alpha E \Delta t \mu \frac{npD_{\text{вн}}}{2\delta}$
---	---	---

Здесь $\sigma_{\text{кц}}^H$ – кольцевые напряжения от нормального внутреннего давления, МПа.

Для проверки на недопустимость пластических деформаций необходимо проверить выполнения следующих условий:

$$1) |\sigma_{\text{пр}}^H| \leq \psi_3 \frac{m}{0,9k_H} R_2^H,$$

где $\sigma_{\text{пр}}^H$ – максимальные (фибровые) суммарные продольные напряжения в трубопроводе от нормативных нагрузок и воздействий.

$$2) |\sigma_{\text{пр.М}}| \leq 0,635R_2(1 + \psi_3) \sin \frac{(\sigma_{\text{пр.Н}} + \psi_3 R_2)\pi}{(1 + \psi_3)},$$

где $\sigma_{\text{пр.М}}$ – продольные напряжения от изгибающего момента, МПа [3].

Таблица 4

Сводная таблица формул, используемых для проверки на недопустимость пластических деформаций

$\sigma_{\text{пр}}^H = \frac{M_{\text{изг}}}{W} + \frac{S}{F}$	$M_{\text{изг}} = \frac{q_{\text{тп}} l_{\text{доп}}^2}{12} + \frac{Sf}{2}$	$f = f_3 \frac{1}{1 \pm \frac{S}{N_{\text{кр}}}}$	$f_3 = \frac{q_{\text{тп}} l_{\text{доп}}^4}{384EJ}$	$\sigma_{\text{пр.М}} = \frac{M_{\text{изг}}}{W}$
---	---	---	--	---

Здесь $M_{\text{изг}}$ – максимальный изгибающий момент в пролете, Н·м; f – суммарный прогиб трубопровода между опорами, м; f_3 – прогиб от действия поперечных нагрузок, м.

Как для магистрального газопровода, так и для магистрального нефтепровода все условия на продольную устойчивость, прочность и на недопустимость пластических деформаций выполняются.

Расчет НДС допустимого пролета газо- и нефтепроводов методом конечных элементов проводился в программном комплексе ANSYS.

Все расчеты проводились как для магистрального нефтепровода, так и для магистрального газопровода. Также были произведены расчеты трубопроводов без наличия в них продукта (опорожненные участки) (рис.1 – 4).

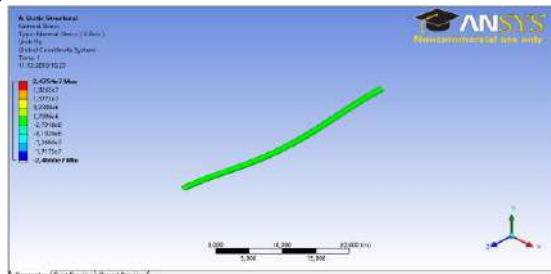


Рис. 1 Газопровод без продукта

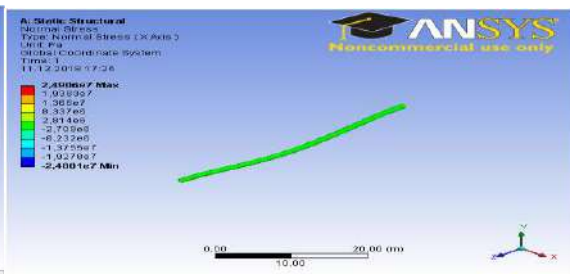


Рис.2 Газопровод с продуктом

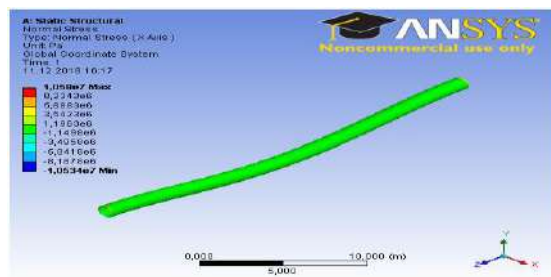


Рис. 3 Нефтепровод без продукта

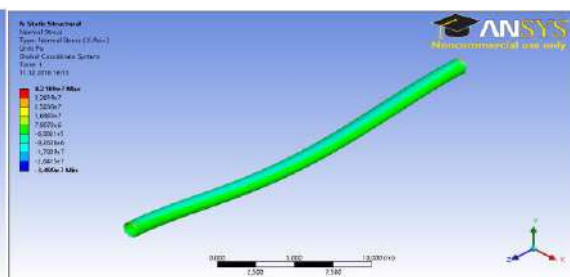


Рис. 4 Нефтепровод с продуктом

В результате проведенного исследования напряженно-деформированного состояния для двух примеров газопровода и нефтепровода было обнаружено, что при заданных пролетах нефте- и газопровода (30 м и 41,5 м) условие упругого изгиба выполняется и величина максимального напряжения много меньше максимально допустимых значений для материалов труб: для газопровода с транспортируемым продуктом – 24,9 МПа при этом предел прочности стали 17Г2СФ – 363 МПа (исследование показали, что результаты газопровода с продуктом и без него отличаются незначительно, вследствие низкого значения плотности газа); для нефтепровода с транспортируемым продуктом – 42,1 МПа при этом предел прочности стали 17Г1С – 355 МПа.

Так как результаты расчетов показывают, что максимальное напряжение менее чем 75 % от предела прочности стали, следовательно, разрушения исследуемых объектов не произойдет.

Литература

1. ВСН 51-1-97. Правила производства работ при капитальном ремонте магистральных газопроводов. – М., 1997. – 94 с.
2. ГОСТ Р 53383-2009. Трубы стальные бесшовные горячедеформированные. Технические условия. Дата введения 2010-03-01. Введен 03.01.2010 г. – М.: Стандартинформ, 2009. – 18 с.
3. СП 33.13330.2012. Расчет на прочность стальных трубопроводов. Дата введения: 01.01.2013. Дата актуализации: 01.01.2019. – М.: Минрегион России, 2012. – 28 с.
4. СП 36.13330.2012. Магистральные трубопроводы. Дата введения: 01.07.2013. Дата актуализации 01.01.2019. – М., 2012. – 96 с.